CREDIT RATING REPORT

报告名称

国家电力投资集团有限公司主体与2024年度第二期中期票据信用评级报告

目录

联系电话：+86-10-67413300　客服电话：+ 86-4008-84-4008 传真：+86-10-67413555　Email：dagongratings@dagongcredit.com
地址：中国北京市海淀区西三环北路 89 号外文大厦 A 座 3 层　公司网站：www.dagongcredit.com

信用等级公告

DGZX-R【2024】00169

大公国际资信评估有限公司通过对国家电力投资集团有限公司主体及其拟发行的 2024 年度第二期中期票据的信用状况进行分析和评估，确定国家电力投资集团有限公司的主体信用等级为 AAA，评级展望为稳定，国家电力投资集团有限公司 2024 年度第二期中期票据的信用等级为 AAA。

特此公告。

大公国际资信评估有限公司

评审委员会主任：

二〇二四年三月十五日



评定等级

发债主体：　国家电力投资集团有限公司

债项信用等级：　AAA

主体信用等级：　AAA

评级展望：　**稳定**

债项概况

发行规模：　人民币9.00亿元

债券期限：　3+N（3）年期，公司依照发行条款的约定赎回之前长期存续，并在公司依据发行条款的约定赎回时到期

偿还方式：　每年付息一次（附公司赎回选择权和利息递延支付选择权）

发行目的：　置换集团总部及成员单位到期债务及补充营运资金

主要财务数据和指标（单位：亿元、%）

项目	2023.9	2022	2021	2020
总资产	17,332	15,818	14,943	13,249
所有者权益	5,357	4,760	3,924	3,412
总有息债务	-	9,138	9,459	8,505
营业收入	2,865	3,634	3,315	2,748
净利润	281.43	193.38	69.80	135.95
经营性净现金流	543.35	690.24	434.41	550.63
毛利率	20.96	20.38	19.88	24.11
总资产报酬率	-	3.74	2.86	3.80
资产负债率	69.09	69.91	73.74	74.25
债务资本比率	-	65.75	70.68	71.37
EBITDA利息保障倍数（倍）	-	3.24	2.76	2.71
经营性净现金流/总负债	4.72	6.25	4.17	5.83

注：公司提供了2020～2022年及2023年1～9月财务报表，立信会计师事务所（特殊普通合伙）对公司2020～2022年财务报表分别进行了审计，并均出具了标准无保留意见的审计报告。本报告2020年及2021年财务数据分别采用2021年及2022年审计报告追溯调整数据。公司2023年1～9月财务报表未经审计。

评级小组负责人：王　洋
评级小组成员：王　鹏
电话：010-67413300
传真：010-67413555
客服：4008-84-4008
Email：dagongratings@dagongcredit.com

主要观点

国家电力投资集团有限公司（以下简称“国家电投”或“公司”）是以发电为主要业务的中央直属企业。本次评级结果表明公司作为国有大型综合性发电集团之一，2020年以来，期末控股装机容量及发电量等保持增长，电力及煤炭业务规模优势及行业地位显著，电源结构较为多元，且清洁能源占比较高，同时公司形成了以煤炭为基础、电力为核心、有色冶金为延伸的煤-电-铝产业链，协同效应良好，获现能力较强；但公司发电机组运行及盈利水平受煤炭价格波动及区域来水量、弃风弃光情况等因素影响较大，在建及拟建项目规模较大，并且债务负担较重，总有息债务规模较大、在总负债中占比很高，未来面临一定资金支出及债务偿付压力。

优势与风险关注

主要优势/机遇：

- 在“碳达峰”、“碳中和”的背景下，风电及光伏发电等清洁能源面临良好的政策环境；
- 公司作为国有大型综合性发电集团之一，2020年以来，期末控股装机容量及发电量等保持增长，电力与煤炭业务规模优势及行业地位显著，在全国电力市场具有重要地位；
- 公司电源结构较为多元，水电、风电等清洁能源占比持续提升且较高，有利于分散经营风险，并享有较多税收优惠及政策补贴；
- 公司形成了以煤炭为基础、电力为核心、有色冶金为延伸的煤-电-铝产业链，具有良好的协同效应；
- 2020年以来，公司经营性现金流保持净流入，获现能力较强。

主要风险/挑战：

- 公司发电机组运行及盈利水平受煤炭价格波动及区域来水量、弃风弃光情况等因素影响较大，火电业务面临一定经营压力；
- 公司资产负债率较高，债务负担较重，总有息债务规模较大，占总负债比重很高，同时在建及拟建项目规模较大，随着在建项目的持续推



进，融资需求较高，未来存在一定资金支出及债务偿付压力。

展望

预计未来，随着公司在建项目陆续完工投产，公司整体综合竞争力将继续增强。综合考虑，大公对未来 1～2 年国家电投的评级展望为稳定。

评级模型打分表结果

本评级报告所依据的评级方法为《电力企业信用评级方法》，版本号为PF-DL-2022-V.5.0，该方法已在大公官网公开披露。本次评级模型及结果如下表所示：

评级要素	分数
要素一：财富创造能力	**6.66**
（一）市场竞争力	6.94
（二）运营能力	5.54
（三）可持续发展能力	6.75
要素二：偿债来源与负债平衡	**5.14**
（一）偿债来源	6.54
（二）债务与资本结构	5.51
（三）保障能力分析	3.72
（四）现金流量分析	3.69
调整项	**0.40**
基础信用等级	**aaa**
外部支持	**0**
模型结果	**AAA**

调整项说明：产业链上调0.40，理由为公司形成了以煤炭为基础、电力为核心、有色冶金为延伸的煤-电-铝产业链，具有良好的协同效应。
注：大公对上述每个指标都设置了1～7分，其中1分代表最差情形，7分代表最佳情形。
评级模型所用的数据根据公开及公司提供资料整理。
最终评级结果由评审委员会确定，可能与上述模型结果存在差异。

评级历史关键信息

主体评级	债项评级	评级时间	项目组成员	评级方法和模型	评级报告
AAA/稳定	-	2023/06/28	王洋、王鹏	电力企业信用评级方法（V.5.0）	点击阅读全文
AAA/稳定	-	2006/12/06	王林、刘铁军	没有可查历史信息	点击阅读全文
-	-	2003/07	-	未查询到相关公开披露信息	

评级报告声明

为便于报告使用人正确理解和使用大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）出具的本信用评级报告（以下简称“本报告”），兹声明如下：

一、本报告所载的主体信用等级仅作为国家电力投资集团有限公司发行 2024 年度第二期中期票据使用，未经大公书面同意，本报告及评级观点和评级结论不得用于其他债券的发行等证券业务活动。

二、评级对象或其发行人与大公、大公子公司、大公控股股东及其控制的其他机构不存在任何影响本次评级客观性、独立性、公正性、审慎性的官方或非官方交易、服务、利益冲突或其他形式的关联关系。

大公评级人员与评级委托方、评级对象或其发行人之间，不存在影响评级客观性、独立性、公正性、审慎性的关联关系。

三、大公及评级项目组履行了尽职调查义务以及诚信义务，有充分理由保证所出具本报告遵循了客观、真实、公正、审慎的原则。

四、本报告的评级结论是大公依据合理的技术规范和评级程序做出的独立判断，评级意见未因评级对象或其发行人和其他任何组织机构或个人的不当影响而发生改变。

五、本报告引用的资料主要由评级对象或其发行人提供或为已经正式对外公布的信息，相关信息的合法性、真实性、准确性、完整性均由评级对象或其发行人/信息公布方负责。大公对该部分资料的合法性、真实性、准确性、完整性和有效性不作任何明示、暗示的陈述或担保。

由于评级对象或其发行人/信息公布方提供/公布的信息或资料存在瑕疵（如不合法、不真实、不准确、不完整及无效）而导致大公的评级结果或评级报告不准确或发生任何其他问题，大公对此不承担任何责任（无论是对评级对象或其发行人或任何第三方）。

六、本报告系大公基于评级对象及其他主体提供材料、介绍情况作出的预测性分析，不具有鉴证及证明功能，不构成相关决策参考及任何买入、持有或卖出等投资建议。该预测性分析受到材料真实性、完整性等影响，可能与实际经营情况、实际兑付结果不一致。大公对于本报告所提供信息所导致的任何直接或间接的投资盈亏后果不承担任何责任。

七、本报告债项信用等级在本报告出具之日至本期票据到期兑付日有效，主体信用等级有效期为 2023 年 6 月 28 日至 2024 年 6 月 27 日，在有效期限内，大公将根据《跟踪评级安排》对评级对象或其发行人进行定期或不定期跟踪评级，且有权根据后续跟踪评级的结论，对评级对象做出维持、变更或终止信用等级的决定并及时对外公布。

八、本报告版权属于大公所有，未经授权，任何机构和个人不得复制、转载、出售和发布；如引用、刊发，须注明出处，且不得歪曲和篡改。

发债概况

（一）本期票据情况

本期票据是国家电投面向全国银行间债券市场的机构投资者（国家法律、法规禁止购买者除外）发行的中期票据，注册通知书文号为中市协注[2022]TDFI15号，本期票据发行金额为9.00亿元人民币，发行期限为3+N（3）年期，公司依照发行条款的约定赎回之前长期存续，并在公司依据发行条款的约定赎回时到期。票据面值100元，通过集中簿记建档、集中配售方式发行。

本期票据前3个计息年度的票面利率将通过集中簿记建档方式确定，在前3个计息年度内保持不变。前3个计息年度的票面利率为初始基准利率加上初始利差。第3个计息年度末为首个票面利率重置日，自第4个计息年度起，每3年重置一次票面利率。票面利率重置日为首个票面利率重置日起每满3年的对应日（如遇法定节假日，则顺延至其后的一个工作日，顺延期间不另计息）。初始利差为前3个计息年度票面利率与初始基准利率之间的差值。如公司选择不赎回本期永续票据，则从第4个计息年度开始，每3年票面利率调整为当期基准利率加上初始利差再加上300个基点，在之后的3个计息年度内保持不变。此后每3年重置票面利率以当期基准利率加上初始利差再加上300个基点确定。如果未来因宏观经济及政策变化等因素影响导致当期基准利率在利率重置日不可得，票面利率将采用票面利率重置日之前一期基准利率加上初始利率再加上300个基点确定。

本期票据附公司赎回选择权。公司有权选择在本期中期票据每个赎回日按面值加应付利息（包括所有递延支付的利息及其孳息(如有)）赎回本期中期票据。公司如果决定行使赎回权，则于相应赎回日前20个工作日，由公司通过交易商协会认可的网站披露《提前赎回公告》；公司如果决定不行使赎回权，则于相应票面利率重置日前20个工作日，由公司通过交易商协会认可的网站披露《债券票面利率以及幅度调整的公告》。公司因会计政策变更进行赎回，若未来因企业会计准则变更或其他法律法规改变或修正，影响公司在合并财务报表中将本期中期票据计入权益时，公司有权对本期中期票据进行赎回。公司有权在该会计政策变更正式实施日的年度末行使赎回权。

本期票据附公司利息递延支付选择权。除非发生强制付息事件，本期永续中期票据的每个付息日，公司可自行选择将当期利息以及按照本条款已经递延的所有利息及其孳息推迟至下一个付息日支付，且不受到任何利息递延支付次数的限制；前述利息递延不构成公司未能按照约定足额支付利息的行为。每笔递延利息在递延期间应按当期票面利率累计计息。如公司选择利息递延支付，则于付息日前10个工作日，由公司通过交易商协会认可的网站披露《利息递延支付公告》。公司（本部）有利息递延支付的情形时，在已递延利息及其孳息全部清偿完毕之前，不得从事下列行为：（1）向普通股股东分红（国有企业上缴利润和向全国社会保障基金理事会分红除外）；（2）减少注册资本。

本期中期票据的本金和利息在破产清算时的清偿顺序等同于公司的普通债务。

本期票据无担保。

（二）募集资金用途

本期票据发行拟募集资金9.00亿元，募集资金拟用于置换集团总部及成员单位到期债务及补充营运资金。

发债主体

（一）主体概况

公司前身为中国电力投资集团公司，成立于2003年3月，是在国家电力体制改革过程中，在原

国家电力公司部分企事业单位基础上组建的国有企业，为五家大型国有独资发电企业集团之一，成立时注册资金120亿元人民币；2015年，公司与国家核电技术有限公司（以下简称“国家核电”）实施联合重组，国务院国有资产监督管理委员会（以下简称“国务院国资委”）将持有的国家核电66%的股权无偿划转给公司，重组后公司更名为国家电力投资集团公司，注册资本变更为450亿元人民币；2017年12月，公司由全民所有制改制为国有独资公司，根据国务院国有资产监督管理委员会国资改革【2017】1090号文件批复，注册资本调整为350亿元，并变更为现名；2021年财政部划转国务院国资委持有的公司股权至全国社会保障基金理事会，金额为35亿元；截至2023年9月末，公司注册资本为350亿元，注册地址为北京市西城区，其中国务院国资委持股90.00%，为公司实际控制人。

公司是国务院国资委直属的大型综合性发电集团之一，电力业务在资产总量、市场份额和技术水平等方面位居我国发电企业的前列。公司将立足先进能源技术开发商、清洁低碳能源供应商及能源生态系统集成商的战略定位，未来建成具有全球竞争力的世界一流清洁能源企业。截至2022年末，公司合并范围内二级子公司65家，拥有5家A股上市公司、1家香港红筹股公司及2家新三板挂牌公司。

（二）公司治理结构

公司不设股东会，由国务院国资委依据国家法律法规的规定，代表国务院履行出资人职责。公司实行董事会负责制，由董事会依法行使权限和国务院国资委授予的职权，对国务院国资委负责，董事会由7～13人组成，其中董事长1人，董事2名，职工董事1人，外部董事人数原则上应当超过董事会全体成员的半数；设监事会，由国务院国资委代表国务院向公司派出，对企业的国有资产保值增值状况实施监督。另外，公司设总经理1人，副总经理若干人，总会计师1人，总经理对公司董事会负责，向董事会报告工作，接受董事会的监督管理和监事会的监督。自成立以来，公司不断完善法人治理结构，规范公司运作，目前公司设立了战略规划部、党建部、发展部等职能部门。2023年期间，公司职工董事李厚新先生、外部董事杨清廷先生与朱鸿杰先生离任，聘任蔺明照女士为公司职工董事，王伟先生及宁福顺先生为公司外部董事；栗宝卿先生任公司董事、党组副书记、总经理。2024年1月，刘明胜同志人公司董事长、党组书记。

（三）征信信息

根据公司提供的中国人民银行征信中心出具的企业信用报告，截至2024年3月12日，公司本部未曾发生过信贷违约事件。截至本报告出具日，公司在公开债券市场发行的到期债券本息均已按时兑付；存续债券已到付息日的正常付息，尚未到还本日。

偿债环境

（一）宏观环境

2022年我国宏观经济运行保持稳定，2023年前三季度我国经济持续恢复向好，随着稳增长政策效应的不断显现，我国经济发展质量将稳步提升。

2022年，我国经济增长面临一定阻力，政府加大宏观调控力度，有效应对超预期因素的冲击，宏观经济运行总体稳定，全年GDP比上年增长3.0%。面对需求收缩、供给冲击、预期转弱等多重压力，一揽子稳经济增长政策和接续措施陆续出台，推动经济企稳回升。积极的财政政策前置发力，强化跨周期调节，加快地方债券特别是专项债券发行使用，通过大规模留抵退税，加大对中小微企

业、个体工商户的困难帮扶，实施常态化财政资金直达机制并扩大范围。稳健的货币政策灵活适度，保持连续性、稳定性、可持续性，充分发挥总量和结构双重功能，灵活使用降准降息再贷款等货币政策工具，保持流动性合理充裕，加大对企业的信贷支持，保持金融市场总体稳定。2022年面对形势严峻的国内外环境，我国经济总量再上新台阶，经济高质量发展取得新成效。

2023年，我国经济运行持续恢复向好，前三季度我国GDP同比增长5.2%，其中消费对经济增长的拉动作用持续增强，基建投资保持较高增速，制造业投资有所加快，房地产投资持续下探，外贸进出口承压但结构有所优化；稳健的货币政策精准有力，加大逆周期调节力度，央行通过降准降息等方式保持流动性合理充裕，继续加大结构性货币政策工具对重点经济领域和薄弱环节的支持力度；积极的财政政策加力提效，财政支出持续增加、专项债前置发力以及税费优惠政策优化延续等举措不断增强经济发展动能。整体来看，2023年在市场信心逐渐回升，以及国内扩内需、促消费等政策相互配合作用下，我国经济有望延续恢复向好态势。

（二）行业环境

2022年以来我国电力供需总体紧平衡，部分地区用电高峰时段电力供需偏紧；全国电力装机规模持续增长，并延续绿色低碳发展趋势，非化石能源发电装机和发电量均保持快速增长，火电装机容量保持低速增长，发挥兜底保供作用。

2022年，全国全社会用电量8.64万亿千瓦时，同比增长3.6%，全国电力供需总体偏紧，个别地区少数时段出现拉闸限电，2022年2月，全国多次出现大范围雨雪天气，少数省份在部分用电高峰时段电力供需平衡偏紧；7、8月，受极端高温少雨天气影响，叠加经济恢复增长，用电负荷快速增长，12月贵州、云南等少数省份受前期来水偏枯以及用电需求增长，供电局势紧张。2023年，全国全社会用电量9.22万亿千瓦时[1]，同比增长6.7%，其中第一产业和用电延续快速增长趋势，第三产业用电量恢复快速增长。

近年来，我国发电装机容量持续增长，总量增速有限，全国发电装机呈现“总量增长，结构优化”特征。随着“碳中和、碳达峰”相关政策及煤电政策的落实，火电装机规模增速持续放缓，非化石能源发电装机保持快速增长，延续绿色低碳发展趋势，其中水电和风电占比较高。截至2023年末，全国全口径发电装机容量29.2亿千瓦，同比增长13.9%；非化石能源发电装机容量15.7亿千瓦，占总装机比重上升至53.9%，其中并网风电4.4亿千瓦，太阳能发电6.1亿千瓦，两者合计占总装机容量比重为36.0%；火电13.9亿千瓦，占比仍较高，增速维持较低水平，受能源保供及煤电调峰等影响，火电机组质量提升。

从发电量方面来看，全国规模以上电厂发电量保持增长，火电占主导地位，发挥兜底保供作用。2022年，全国规模以上工业企业发电量8.39万亿千瓦时、同比增长2.2%,其中并网风电及光伏发电发电量增幅超过16%，水电、火电及核电发电量增速低于3%，在来水明显偏枯的三季度，全口径煤电发电量同比增长9.2%，发挥了煤电兜底保供作用。2023年，全国规模以上电厂发电量8.91万亿千瓦时，同比增长5.2%，其中规模以上电厂中的火电、核电发电量同比分别增长6.1%和3.7%。设备利用率方面，2022年，全国6,000千瓦及以上电厂发电设备利用小时为3,687小时，同比降低；2023年，全国6,000千瓦及以上电厂发电设备累计平均利用小时3,592小时，同比降低，其中水电和太阳能发电利用小时有所降低，且水电降幅明显，其他电源发电设备利用小时有所提升。

---

[1] 数据来源：中电联统计与数据中心，下同。



2022 年以来燃煤发电市场化价格浮动范围扩大；但受清洁能源替代、煤炭价格波动等因素影响，煤电企业面临一定经营压力。

自 2020 年 1 月 1 日起，现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定。2021 年 10 月，国家发改委发布了《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，要求有序放开全部燃煤发电电量上网电价，扩大市场交易电价上下浮动范围，将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制；电力现货价格不受上述幅度限制。2022 年以来，燃煤电价市场化改革继续推进，结合能耗双控推进要求，各省份相应出台的燃煤发电市场化交易电价浮动范围，取消工商业目录销售电价、优化峰谷及分时电价、阶梯电价、高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制等一列政策继续推行，受上述政策影响，2022 年以来，煤电交易电价有所提升，一定程度上缓解火电经营压力。未来随着市场化交易电量规模的扩大及多元化的市场化交易机制的推行，具有成本优势的发电企业更具有相对优势。

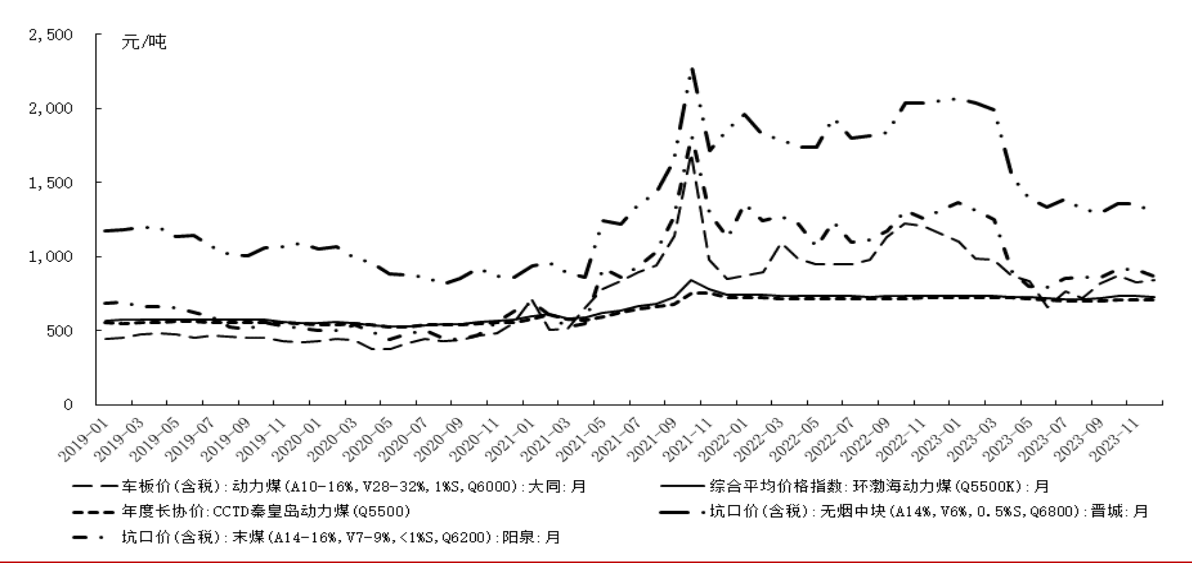


图 1　2019 年以来我国动力煤和无烟煤价格情况（单位:元/吨）

数据来源：Wind

煤价方面，2021 年 10 月以来，虽受“保供”政策执行落地，煤炭价格有所回落，但受进口煤限制、供需仍偏紧等影响，煤炭价格高位波动，煤电经营压力持续，2022 年前三季度煤电企业持续大面积亏损；随着能源保供稳价政策的持续执行，煤炭价格回落，煤电企业经营压力有所缓解，但受季节性需求等因素影响，煤炭价格存在波动且仍处于高位，部分煤电企业仍面临一定经营压力。2022 年以来，为推进落实能源保供稳价工作，供给端方面，要求煤电机组应发尽发，同时在火电机组在维持基本稳定的情况下，通过“上大压小、上新压旧、上高压低”方式，规划布局大型清洁高效煤电机组，推进现役煤电机组节能降碳改造、供热改造、灵活性改造“三改联动”，加快建设具备条件的支撑性调节性电源，开工投产一批煤电项目；金融领域方面，2022 年 8 月，国常会上提出核准开工一批条件成熟的基础设施等项目，支持中央发电企业等发行 2,000 亿元能源供特别债；10 月“二十大”报告再次强调，有计划分步骤实施碳达峰行动，强调代表政策向能源供应保障安全的方向调整。未来随清洁能源投产及优先消纳，电源结构绿色趋势持续及“双碳”措施及国家能耗双控进一步推进，火电运营将面临一定经营转型升级压力。2023 年 11 月，国家发展改革委、国家能

源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，将现行煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，容量电价水平根据转型进度等实际情况合理确定并逐步调整，充分体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行，有利于火电调峰作用的凸显，该机制于 2024 年 1 月 1 日起执行。

我国水电未来存在增长空间，装机规模将继续集中在大型央企发电集团，随着机组投产及输送力提升，水电规模及发电效率将有望提升，但水电受区域来水情况影响较大，西南区域水电消纳的持续改善面临一定压力。

我国水资源主要集中在西部地区，围绕长江流域、雅砻江、澜沧江等流域，主要为大型央企投资建设的水电站；水资源和用电需求的区域差异导致水电受“西电东输”的影响较大，跨网输送能力对水电消纳能力的提升起着关键作用。根据《2030 年前碳达峰行动方案的通知》，“十四五”、“十五五”期间分别新增水电装机容量 4,000 万千瓦左右，西南地区以水电为主的可再生能源体系基本建立;此外到 2025 年和 2035 年将抽水蓄能投产规模分别增至 6,200 万千瓦及 1.2 亿千瓦以上。预计未来水电装机规模存在增长空间，但由于水电建设开发权的特殊性和投入资金规模较大需求，水电装机资源将继续集中在大型央企发电集团。我国水电建设投资规模持续增长，截至 2023 年末水电装机容量 4.2 亿千瓦。2022 年，全国规模以上工业企业水电发电量同比增长 1.0%，而 2023 年同比有所下降。随着清洁能源消纳能力进一步提高和跨区域特高压电网的发展，水电发电效率将有所提升，但水电业务受所在流域来水情况影响较大，且西南区域水电消纳问题的持续改善面临一定压力。上网电价方面，水电电价主要包括成本加成定价、标杆电价定价、落地省区倒推电价定价和市场化定价模式，易受区域用电需求和跨网输电成本影响，同时随着市场化交易的提升，考虑燃煤电价浮动范围放宽的影响，水电竞争优势仍明显。

风电及光伏发电等新能源在“碳达峰”、“碳中和”的背景下，面临良好的政策环境，但需继续关注消纳、平价上网及市场化交易推行等带来的影响。

随着“碳达峰”、“碳中和”推进，我国电力系统将朝着清洁能源方向快速发展，可再生能源为能源建设重点，相关政策的陆续出台，为其发展提供良好外部环境。2022 年 3 月，《“十四五”新型储能发展实施方案》提到，加快推动系统友好型新能源电站建设，以新型储能支撑高比例可再生能源基地外送、促进沙漠戈壁荒漠大型风电光伏基地和大规模海上风电开发消纳。2022 年 3 月，国家发展改革委、国家能源局印发的《“十四五”现代能源体系规划》提到，到 2025 年非化石能源发电量比重达到 39%左右，“十四五”期间提高 5.8 个百分点。2022 年 12 月，中共中央国务院印发《扩大内需战略规划纲要(2022-2035 年)》提到，大幅提高清洁能源利用水平，建设多能互补的清洁能源基地，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点加快建设大型风电、光伏基地。推动构建新型电力系统，提升清洁能源消纳和存储能力。鼓励绿色电力交易，制定促进各类电力用户购买绿色电力的激励措施。2023 年 1 月及 4 月，国家能源局印发《2023 年能源监管工作要点》及《2023 年能源工作指导意见》分别提及，持续跟踪跨省跨区输电通道、大型风电光伏基地、水电站、电力“源网荷储”一体化和多能互补、整县屋顶分布式光伏开发试点等重大项目推进情况；2023 年非化石能源发电装机占比提高到 51.9%左右，风电、光伏装机增加 1.6 亿千瓦左右。

此外我国陆续发布了涉及消纳与解决补贴滞后等问题的有关政策，为风光电等清洁能源行业发展提供政策环境，但仍需持续关注后续政策动态及有关问题缓解情况。其中 2022 年以来，为推进落实能源保供稳价工作，要求水电、核电、风电、光伏等清洁能源发电多发满发；风光项目应并尽并、

能并早并。此外可再生能源电价附注补助预算陆续下发，2022 年两次累计下达补贴资金 67.19 亿元。2022 年 11 月，中央预决算公开平台公布《关于提前下达 2023 年可再生能源电价附加补助地方资金预算的通知》，风电及光伏补贴资金分别为 20.46 亿元和 25.8 亿元。

我国风光发电上网电价陆续进入竞争电价与平价电价上网阶段，2021 年，我国新建风电、光伏发电项目全面实现平价上网；2022 年，对新建项目延续平价上网政策，上网电价按当地燃煤发电基准价执行。新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，鼓励绿色电力参与市场化交易。综合来看，考虑到外送通道建设及省间壁垒等问题解决尚需时间，风光等新能源装机的快速增长或将带来一定消纳压力；此外虽燃煤发电价格放宽上浮限制，风光电上网电价下行有所缓解，但随着平价上网推进及市场化交易竞争加剧，风电及光伏发电利润空间仍面临承压可能。

财富创造能力[2]

公司形成了以煤炭为基础、电力为核心、有色冶金为延伸的煤-电-铝产业链，具有良好的协同效应；2020 年以来，公司营业收入保持增长，毛利润及毛利率均有所波动。

公司以电力生产和销售为主要业务，同时通过调整产业布局，形成了以煤炭为基础、电力为核心、有色冶金为延伸的煤-电-铝产业链，并向金融、电站服务、物流等业务延伸，具有良好的协同效应。公司其他业务主要包括热力、金融、物流、检修、工程管理、委托运营、环保、设备成套及辅业等，为公司营业收入及毛利润提供补充。

表 1　2020～2022 年公司营业收入及毛利润结构情况（单位：亿元、%）[3]

项目	2022 年		2021 年		2020 年	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比
营业收入	**3,633.91**	**100.00**	**3,315.16**	**100.00**	**2,747.96**	**100.00**
电力	2,376.06	65.39	2,039.14	61.51	1,834.65	66.76
煤炭	155.31	4.27	136.90	4.13	61.77	2.25
铝业	416.85	11.47	403.50	12.17	507.44	18.47
其他	685.69	18.87	735.63	22.19	344.10	12.52
毛利润	**740.67**	**100.00**	**659.08**	**100.00**	**662.51**	**100.00**
电力	496.73	67.06	387.78	58.84	531.28	80.19
煤炭	59.07	7.98	59.55	9.03	24.07	3.63
铝业	41.06	5.54	69.19	10.50	28.00	4.23
其他	143.81	19.42	142.57	21.63	79.15	11.95
毛利率	**20.38**		**19.88**		**24.11**	
电力	20.91		19.02		28.96	
煤炭	38.03		43.50		38.97	
铝业	9.85		17.15		5.52	
其他	20.97		19.38		23.00	

数据来源：根据公司提供资料整理

2020～2022 年，公司营业收入保持增长，而毛利润及毛利率有所波动，其中电力业务收入随着装机规模及上网电量增长而保持增长，但毛利润及毛利率有所波动，其中 2021 年由于煤炭价格高企

[2] 公司未提供 2023 年 1～9 月各业务板块经营数据。

[3] 公司未提供按照此业务分类构成的 2023 年 1～9 月板块营业收入及毛利润构成数据，故未进行同比分析。合计与分项数据有细微差距，系计算时四舍五入导致，下同。

且火电发电量增幅扩大，叠加水电业务因来水情况较差效率下降，电力业务毛利润及毛利率明显下降；2022年由于煤炭价格小幅下行及电价提升，火电板块盈利有所改善带来电力业务毛利润及毛利率提升。同期，煤炭业务因煤炭价格整体处于高位且销量增长，收入保持增长，但受煤炭价格高位波动影响，毛利润及毛利率有所波动，2022年同比有所下降。2020～2022年，公司铝业业务收入、毛利润及毛利率均有所波动，2021年其收入、毛利润及毛利率因电解铝销售价格持续攀升而同比明显增长，对公司收入及毛利润贡献度明显增长，2022年由于电解铝价格后期回落及电力等成本提升等因素影响，毛利润及毛利率有所下降。同期，其他业务收入及毛利率有所波动，毛利润逐年增长。

2023年1～9月，公司营业收入及毛利润同比均有所增长，毛利率同比小幅下降。

（一）电力

公司作为国有大型综合性发电集团之一，2020年以来，期末控股装机容量持续增长，规模优势及行业地位显著；电源结构较为多元化，水电、风电等清洁能源占比持续提升且较高，利于分散经营风险；在建及拟建项目规模较大，未来装机规模有望继续增长，清洁能源占比将进一步提升；公司继续拓展海外业务，国际竞争地位进一步巩固，但海外项目面临一定的政治、经济等风险。

公司是国务院国资委直属的大型综合性发电集团之一，在全国电力市场具有重要地位。2020年以来，公司期末控股装机规模保持增长，清洁能源占比持续扩大，2022年末为65.87%，高于其他同类大型电力集团，其中风电及光伏发电装机规模增幅明显，火电装机规模占比持续下降但仍较高。综合来看，公司较高比例的清洁能源电源结构有利于缓解电煤价格波动带来的不利影响。

分电源结构来看，公司火电装机以煤电为主，火电资产主要分布在境内20个省区及巴基斯坦、土耳其等国家；公司通过提高管理运行水平、关停小机组以及投运大机组等有效措施推进超低排放，火电机组供电煤耗继续下降，保持在较好水平。水电方面，公司现有水电主要分布在黄河上游的青海、甘肃、宁夏自治区，沅水流域的湖南、贵州省，红水河流域的广西省等14个省份，承担了中国13大水电流域基地中2个（黄河上游、湘西）流域基地开发任务，继续开发澳大利亚、南美和缅甸等海外地区水电业务，规模优势明显。风电方面，公司期末控股装机规模持续增长，位居全球第二[4]，资产主要分布在中国青海、西藏、甘肃、内蒙古、江苏等25个省区，同时推进内蒙古乌兰察布，江苏等区域百万千瓦级海上风电基地建设。光伏发电方面，公司光伏发电装机增速较快，2022年末装机容量5,330.36万千瓦，位居全球第一，形成了酒泉、共和、格尔木、哈密、盐城等大型能源基地，资产主要分布在青海、新疆、河北等30个省区，已打通光伏制造、规划设计、系统集成、工程建设、运营维护、组件回收、实证验证的垂直一体化光伏全产业链，并大力发展“光伏+”产业[5]。

表2　2020～2022年末及2023年6月末公司控股装机分布情况

指标名称	2023年6月末	2022年末	2021年末	2020年末
装机容量（万千瓦）	21,637.12	21,171.31	19,544.47	17,627.83
其中：火电	8,155.63	8,225.93	8,333.63	8,480.57
水电	2,462.71	2,462.71	2,465.22	2,400.66
风电	4,432.49	4,231.03	3,823.45	3,087.88
其他	6,586.29	6,251.64	4,922.17	3,658.71

注：火电包含煤电、燃机及生物质发电；其他主要为光伏及核电等。
数据来源：根据公司提供资料整理

4 公司风电排名信息来自公司2022年社会责任报告。

5 根据公司2022年社会责任报告，其为“光伏+养殖”、“光伏+治沙”及“光伏+农业”产业。

核电方面，公司作为国内三家核电投资建设运营商之一，拥有第三代非能动核电产业链。截至 2022 年末，公司核电总装机 921.27 万千瓦，拥有在运核电机组 8 台、在建机组 3 台和一批核电项目前期厂址，其中在运核电机组 8 台，分别为海阳 1、2 号机组以及持股 45%的辽宁红沿河核电项目 1～6 号机组。根据中国核能行业协会发布的 2022 年全国核电运行情况，2022 年，海阳核电 1、2 号机组发电量分别为 101.98 亿千瓦时和 104.58 亿千瓦时，机组能力因子分别为 96.61%和 98.97%，同比有所提升且均优于行业平均水平[6]；红沿河核电 2、4 号机组设备利用小时优于行业平均水平，且 1～6 号机组的机组能力因子分别为 92.71%、99.99%、91.81%、91.82%、87.93%和 99.76%，除 5 号机组外均优于行业平均水平；核电机组的稳定运营可为公司提供稳定的投资收益。公司核电机组虽安全性较高，但受核电行业自身生产特点的影响，不排除今后由于人员操作失误、设备失效、设备维护不当、自然灾害、火灾等原因造成事故发生的可能。

截至 2022 年末，公司主要在建项目 7 个，主要为山东海阳核电项目 3、4 号机组、广东廉江核电一期工程项目、羊曲水电站等，预算总投资 1,129.75 亿元，除山东海阳核电项目 3、4 号机组、广东廉江核电一期工程项目外，其他项目集中在 2023 年及 2024 年完工，资金来源为贷款及自有资金等；主要拟建项目 7 个，主要为清洁能源电力项目，未来随着在建、拟建项目的陆续投运，公司装机规模将进一步提升，清洁能源规模[7]占比将继续扩大。

海外业务方面，公司在我国国家战略的实施中占有重要地位，持续参与“一带一路”建设，完善重点国家的业务布局。截至 2022 年末，公司境外业务[8]涵盖巴西、巴基斯坦、墨西哥、澳大利亚等 47 个国家和地区，境外发电装机容量 868.3 万千瓦，其中清洁能源占比 63.9%；境外在建电力装机 258 万千瓦；正在执行的电力工程总承包项目 9 个，电站咨询设计、运维培训及其他服务项目总计 30 余项。考虑到部分海外区域运营环境及地方政府政策变化与复杂多变的国际市场环境等因素，公司海外项目面临一定实施进度不确定性及地缘政治等风险。

2020 年以来，受益于装机规模增长，公司发电量及上网电量总量保持增长，上网电价提升；市场化交易推进、煤炭价格波动及区域来水量、弃风弃光情况等因素对机组运行及盈利水平产生较大影响，火电业务面临一定经营压力，2020 年以来，火电及风电机组利用率有所波动，水电机组利用效率持续下降。

2020～2022 年，公司发电量与上网电量总量随着装机规模上升而逐年增加，2022 年上网电量增至 6,188 亿千瓦时，其中火电发电量及上网电量有所波动并占据主导地位，风电及其他发电量与上网电量增幅相对较高，而水电发电量及上网电量逐年下降。机组利用效率方面，受市场竞争、用电需求变化及清洁能源消纳政策不断落地等因素的综合影响，公司不同电源结构机组利用小时数有所差异，其中火电机组利用小时有所波动，水电业务因来水偏枯等影响机组利用小时持续下降，风电机组利用小时因区域风资源年度情况及区域消纳等情况不同而有所波动。2023 年上半年，公司发电量及上网电量同比增长，除水电外，其他电源的发电量及上网电量均同比有所提升。

---

[6] 2022 年核电机组设备平均利用小时 7,547.70 小时，机组能力因子 91.67%。

[7] 根据公司 2022 年社会责任报告，到 2025 年，公司清洁能源装机占比超过 70%，到 2035 年，清洁能源装机占比超过 90%。

[8] 海外业务数据来自公司 2022 年社会责任报告。

表3 2020～2022年及2023年1～6月公司电力经营指标情况

指标名称	2023年1～6月	2022年	2021年	2020年
发电量[9]（亿千瓦时）	3,300	6,639	6,426	5,800
其中：火电	1,753	3,668	3,686	3,415
水电	301	828	911	1,097
风电及其他	1,246	2,143	1,829	1,288
平均设备利用小时数(小时)	-	-	-	-
其中：火电	2,140	4,304	4,364	4,057
水电	1,220	3,363	3,794	4,568
风电	1,202	2,168	2,198	2,098
上网电量[10]（亿千瓦时）	2,373	4,948	4,962	4,474
其中：火电	1,574	3,310	3,338	2,999
水电	298	821	903	1,069
风电	501	817	722	406
平均上网电价(元/兆瓦时，不含税)	-	417	364	346
供电标准煤耗（克/千瓦时）	286.61	295.94	297.07	299.14

注：上网电量仅包含火电、水电及风电上网电量。
数据来源：根据公司提供资料整理

上网电价方面，公司主要发电企业所发电量均供应当地所属电网，基本采用月结月清、现金划款的方式进行电费的结算。2020年以来，受下游需求、市场化交易推进及燃煤标杆电价涨幅放宽等综合影响，公司平均上网电价整体提升。未来随着市场化价格机制继续推进，市场化交易电量持续提升及市场化交易竞争等综合影响，公司上网电价未来受市场交易环境变化影响较大，虽燃煤发电价格放宽上浮限制，风电及光伏发电等新能源上网电价下行有所缓解，但随着平价上网推进及市场化交易竞争加剧，其面临承压可能。

表4 2020～2022年公司火电业务煤炭采购情况

项目	2022年	2021年	2020年
煤炭采购总量（万吨）	18,430	18,349	16,700
入厂煤热值（千焦/千克）	16,985	17,040	17,090
煤炭采购总平均价格（元/吨）	633.90	599.75	397.52

数据来源：根据公司提供资料整理

公司电源结构中火电占比较高，煤炭成本占全部电力成本的60%以上；公司实施煤电联营战略，在保证电煤自给率基本稳定在30%左右的基础上，增加晋陕蒙煤炭主产地供应商的年度长协比例，同时扩大进口煤采购量，保障公司煤炭供给的稳定性，一定程度上缓解煤炭价格高企对火电业务盈利水平的影响。但2021年以来由于煤炭市场供需偏紧，煤价高企，燃煤发电燃料整体成本大幅增长，公司火电经营成本压力明显，其中2022年受燃煤发电价格放宽上浮限制、电煤保供政策执行等影响，火电经营压力有所改善。考虑到煤炭价格高位波动及水电区域来水量、弃风弃光情况等将对机组运行及盈利水平产生较大影响，同时叠加清洁能源替代等因素，火电业务面临一定经营压力。

[9] 含试运行数据。

[10] 上网电量仅包含火电、水电及风电上网电量，与公开披露口径一致。

（二）煤炭

公司实施煤电联营策略，煤炭主要集中分布在蒙东地区，煤炭资源丰富、赋存条件较好且产能规模优势明显；2020 年以来，煤炭产销量有所波动，销售均价逐年提升但仍较低；铁路、港口及码头的建设有利于保障煤炭供给及运输、推动煤电一体化协同效用的发挥。

公司实施煤电联营策略，煤炭业务主要由控股子公司中电投蒙东能源集团有限责任公司（以下简称“蒙东能源”）负责，主要分布在霍林河、白音华两大煤田，均为露天开采，但煤种主要以褐煤为主，因热值较低，整体平均售价相对较低。公司生产煤矿 4 个，产能保持稳定且规模优势明显，主要集中在蒙东、贵州及新疆等地区，其中蒙东地区煤炭资源丰富，是中国 13 个大型煤炭基地之一，也是东北地区（含内蒙古东部）的主要煤炭生产和供应基地。

表 5　截至 2022 年末蒙东能源主要煤矿情况（单位：亿吨）

矿井名称	煤种	剩余可采储量	采矿权证有效期
内蒙古霍林河一号露天矿	褐煤	7.36	2006.11.01～2031.08.05
扎鲁特旗扎哈淖尔煤业有限公司扎哈淖尔露天煤矿	褐煤	5.60	2011.12.07～2035.09.23
国家电投集团内蒙古白音华煤电有限公司露天矿	褐煤	6.69	2022.03.25～2036.01.10
白音华煤田三号露天矿	褐煤	7.67	2013.06.13～2036.03.30
合计	-	27.31	-

数据来源：根据公司提供资料整理

公司一方面通过打造煤电铝一体化项目实现部分劣质煤炭的合理利用和就地转化，另一方面积极推进蒙东煤电基地建设，将劣质煤资源就地转化，通过特高压电网进行“北电南送”，以及对蒙东褐煤进行提质，将优质褐煤外送至华东、华中和华南等缺煤地区，实现资源优化配置。此外公司还在新疆、贵州等地收购煤炭资源进一步提高了公司的煤炭生产及项目储备能力。

2020 年以来，公司煤炭产销量有所波动，其中 2022 年同比有所提升；同期，向集团电力板块销售规模占比整体有所提高，一定程度上缓解了煤炭价格高位波动对火电业务利润水平的影响。蒙东能源产品的销售区域主要集中在内蒙古东部、辽宁省和吉林省。销售结算模式为系统内部分执行当月发煤，次月结算，而系统外执行绝大部分为现金结算，部分预汇款结算，少部分是票据结算，对外销售价格基本参考市场价格制定。2020 年以来，煤炭销售均价受市场环境影响整体明显提升，但仍较低。

表 6　2020～2022 年公司煤炭产销情况

指标名称	2022 年	2021 年	2020 年
煤炭产能（万吨/年）	8,430	8,430	8,430
煤炭产量（万吨）	7,880	7,717	7,954
煤炭销量（万吨）	7,884	7,746	7,959
平均售价（元/吨，不含税）	238.40	201.76	175.20
向集团电力板块销售占比（%）	70.36	70.90	60.85

数据来源：根据公司提供资料整理

公司拥有运营铁路线 2 条、运营里程 627 公里，运营港口 2 个，其中由赤大白铁路、锦赤铁路、锦州港煤炭专业码头组成的锦白运输通道是公司煤电铝路港产业链的重要环节，为蒙煤南运提供支持。

（三）铝业及其他

公司电解铝产能较为稳定，2020年以来，公司电解铝产量小幅波动，销量持续小幅下降。

公司电解铝业务主要由国家电投集团宁夏能源铝业有限公司[11]和蒙东能源等负责，主要集中在蒙东、宁夏及青海地区，2020～2022年，公司电解铝产量小幅波动，销量持续小幅下降，其中2021年由于电解铝价格攀升，铝业板块收入及毛利润增幅明显，2022年由于电解铝价格后期回落及电力等成本提升等影响，铝业板块毛利润下降。

表7　2020～2022年公司电解铝产销情况

指标名称	2022年	2021年	2020年
产能（万吨/年）	245.00	245.00	245.00
产量（万吨）	246.23	245.86	248.31
销量（万吨）	246.67	246.75	248.41
产能利用率（%）	100.50	100.35	101.35
产销率（%）	100.18	100.36	100.04

数据来源：根据公司提供资料整理

公司电解铝产品的成本构成主要为电力、氧化铝、阳极碳块以及石油焦、改质沥青等，其中电力在成本中占比为30～40%，氧化铝占比约为40%。公司主要电解铝生产企业均配有自备电厂，氧化铝由国家电投集团铝业国际贸易有限公司[12]负责集中采购，具有一定成本优势。销售方面，公司铝产品主要销往华东、华南及东北地区，以现金结算为主。铝产品定价主要参照交货月铝锭现货价或交货月铝锭期货价，受国际价格走势，国内经济增长、成本变动及国内市场供需变化等因素影响较大。

作为大型能源企业，公司还经营金融、物流、检修、工程管理、委托运行、环保、设备成套、辅业等其他经营项目。在热力业务方面，公司部分发电机组通过热电联产，有效提高公司发电机组平均机组利用小时，2022年公司热力板块实现收入119.34亿元，由于燃料价格处于高位，亏损规模扩大至33.23亿元。在金融方面，公司通过国家电投集团财务有限公司为集团成员单位提供人民币金融业务及外汇金融业务服务并获得相应收入，此外还提供保险经纪、信托及期货等业务。物流方面，公司有专门的燃料公司作为煤炭集中采购平台负责周边电厂燃煤的供应。绿色新兴产业方面，公司大力推进综合智慧能源、氢能与绿电转化、储能、绿能零碳交通、绿能生态融合等新兴产业，截至2022年末，公司已完成21个省级综合智慧零碳电厂方案及30个市县级开发方案制定，完成具有自主知识产权的200Nm3/h PEM制氢电解制氢系统研制等。

偿债来源与负债平衡

（一）偿债来源

1、盈利能力

2020年以来，公司营业收入保持增长，毛利润有所波动；其他收益等可为利润提供一定补充，其中2022年投资收益大幅增长，对利润影响加大；资产减值损失及财务费用规模较大，对利润形成一定侵蚀。

2020～2022年，公司营业收入保持增长，毛利润及毛利率有所波动。电力作为资本密集型行业，

---

[11] 原名为中电投宁夏青铜峡能源铝业集团有限公司。

[12] 原名为中电投铝业国际贸易有限公司。

财务杠杆率较高，2020～2022 年，公司期间费用持续增长，以财务费用为主，对利润形成一定侵蚀，其中受委托开发费用及职工薪酬费用增长的影响，研发费用逐年大幅增加。同期，期间费用率有所波动。公司投资收益主要是来自辽宁红沿河核电有限公司、江苏核电有限公司、秦山第三核电有限公司等联营及合营企业按权益法核算的长股权投资收益，其次来自处置长期股权投资产生的投资收益，波动明显，2022 年同比大幅增长，对利润影响加大；来自联营合营企业的投资分红可为公司利润提供一定补充。同期，公允价值变动损益逐年大幅增加，2022 年因交易性金融资产/负债收益增加而大幅增长。

表 8　2020～2022 年及 2023 年 1～9 月公司收入及盈利概况（单位：亿元、%）

项目	2023 年 1～9 月	2022 年	2021 年	2020 年
营业收入	2,865.01	3,633.91	3,315.16	2,747.96
营业成本	2,264.41	2,893.25	2,656.08	2,085.45
毛利率	20.96	20.38	19.88	24.11
期间费用	320.15	491.59	434.01	410.65
其中：管理费用	82.76	111.34	94.75	73.04
财务费用	205.90	328.13	298.41	302.44
研发费用	24.76	42.68	33.10	27.40
期间费用/营业收入	11.17	13.53	13.09	14.94
投资收益	85.11	113.17	55.11	60.01
其他收益	14.18	23.07	24.47	21.81
信用减值损失[13]	-0.24	21.99	34.71	5.86
资产减值损失	2.76	56.73	84.34	76.76
营业外收入	14.03	18.14	12.29	13.88
营业外支出	4.38	9.57	17.16	14.80
营业利润	331.45	265.73	139.51	205.52
利润总额	341.10	274.30	134.64	204.60
净利润	281.43	193.38	69.80	135.95
总资产报酬率	-	3.74	2.86	3.80
净资产收益率	5.25	4.06	1.78	3.98

数据来源：根据公司提供资料整理

公司资产减值损失规模较大，主要包括固定资产、长期股权投资和在建工程等形成的减值损失，对公司利润空间形成挤压，2020～2022 年波动明显，2022 年同比有所下降；同时信用减值损失主要是应收类款项的坏账损失，2022 年同比明显减少。同期，公司营业外收入及支出均有所波动，2022 年因非流动资产报废、毁损利得及其他增加，营业外收入增加，营业外支出因本年度未发生预计担保损失及罚没支出减少同比大幅减少；其他收益主要为政府补助等，有所波动，为利润提供一定补充。受主营业务利润波动及减值损失、投资收益等变化影响，公司营业利润、利润总额及净利润有所波动，2022 年明显提升；总资产报酬率及净资产收益率随之亦有所波动。

2023 年 1～9 月，公司营业收入及毛利润同比均有所增长，毛利率同比小幅下降，期间费用及期间费用率同比小幅降低；同期，投资收益同比明显增长，资产减值损失同比大幅下降，信用减值损失同比由亏损转为小额收益，公允价值变动损益转为亏损；受期间费用降低、投资收益大幅增加及减值损失明显下降等综合影响，公司营业利润、利润总额及净利润同比大幅增加。

[13] 信用减值损失中正值为损失、负值为收益，资产减值损失同理。

2、筹资能力及资产可变现性

公司融资渠道以银行借款和发行债券等为主，信用借款占比较高，银行授信规模较大，融资能力很强。

公司融资渠道多元，主要包括银行借款、债券融资、股权融资和融资租赁等方式，融资期限结构以长期为主，且信用类借款占比较高，2022 年末占长短期借款的 56.11%，2022 年末长期借款利率区间为 0.95%～7.75%，其中占比较高的信用借款及质押借款利率区间分别为 0.95%～6.24%及 1.54%～5.94%。银行授信方面，公司在各大银行等金融机构的资信情况良好，一直保持长期合作伙伴关系，截至 2022 年末，公司获得授信总额[14]合计为 22,572 亿元，未使用额度为 13,085 亿元，总授信规模较 2021 年末有所增长。债券融资方面，公司存续债券包括公司债券、企业债券、中期票据等，债券品类较为多样，截至 2024 年 3 月 15 日，公司本部境内存续债券余额为 2,559.78 亿元，利率区间为 0.3%～6.1%，并存在多只境外债券。此外，公司拥有多家上市公司，具有一定资本市场融资能力。

2020 年以来，公司资产规模保持增长，以非流动资产为主，其中固定资产及在建工程规模占比较高，未来面临因政策及市场环境变化，项目停建、核销或终止等综合因素影响带来的减值风险；应收账款因可再生能源电价补贴款到账延迟等影响，周转效率持续下降。

2020 年以来，随着公司不断加强发电项目投资建设，资产规模保持增长，资产结构以非流动资产为主，非流动资产占比持续下降但仍较高。

表 9　2020～2022 年末及 2023 年 9 月末公司资产构成情况（单位：亿元、%）

项目	2023 年 9 月末		2022 年末		2021 年末		2020 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
货币资金	528	3.04	357	2.26	249	1.67	234	1.76
应收账款	1,338	7.72	1,022	6.46	864	5.78	672	5.07
预付款项	401	2.31	237	1.50	184	1.23	180	1.36
其他应收款	270	1.56	359	2.27	312	2.09	205	1.54
存货	260	1.50	224	1.41	232	1.55	164	1.24
其他流动资产	481	2.77	305	1.93	316	2.12	217	1.64
一年内到期的非流动资产	9	0.05	13	0.08	123	0.82	175	1.32
流动资产合计	**3,770**	**21.75**	**3,107**	**19.64**	**2,788**	**18.66**	**2,374**	**17.92**
固定资产	8,627	49.78	8,408	53.16	7,482	50.07	6,633	50.07
在建工程	2,190	12.63	1,841	11.64	2,000	13.39	1,972	14.88
长期应收款	20	0.12	108	0.68	592	3.96	430	3.25
长期股权投资	709	4.09	709	4.48	514	3.44	426	3.22
无形资产	591	3.41	553	3.49	470	3.14	413	3.12
非流动资产合计	**13,562**	**78.25**	**12,711**	**80.36**	**12,155**	**81.34**	**10,875**	**82.08**
资产总计	**17,332**	**100.00**	**15,818**	**100.00**	**14,943**	**100.00**	**13,249**	**100.00**

数据来源：根据公司提供资料整理

近年来，公司流动资产占总资产比重持续增加但较低，主要由货币资金、应收账款、其他应收款、预付款项、存货、其他流动资产及一年内到期的非流动资产等构成。2020～2022 年末，公司货币资金持续增长，2022 年末存放在境外的款项为 96.98 亿元，保持增长，期末受限资金占比一般。同期，公司应收账款主要为应收售电款，随着售电规模增长及应收的可再生能源补贴款增加而逐年

[14] 公司未提供截至 2023 年 9 月末授信情况。

增加，客户集中为各大区域电网公司，单项金额较大且集中度较高，2022 年末，按账龄披露的应收账款 1 年内及 1～2 年的账面余额分别为 671.03 亿元和 241.50 亿元，3 年以上规模为 55.82 亿元，同比有所增长，部分款项账龄偏长；期末累计计提坏账准备 20.54 亿元，同比小幅增长，其中按单项计提坏账准备的应收账款预期信用损失率较高，为 35.18%，计提坏账规模较大。2022 年末前五大应收对象主要为青海、江苏、新疆等区域的电网公司，占公司应收账款总额比重 35.41%，计提坏账 1.11 亿元。

2020～2022 年末，公司其他应收款逐年增长且增幅有所收缩，2022 年末同比有所增长，其中按照低风险组合计提坏账的其他应收款项为 274.33 亿元，占比很高；按账龄划分，其他应收款项要集中在 2 年内，且与 3 年以上的规模同比均明显增长；期末计提坏账 55.12 亿元，同比有所增长，其中单项计提坏账准备的 56.91 亿元其他应收款项预期信用损失率比例达 76.45%，损失率同比小幅增长，主要是应收石家庄市东方元顺房地产开发有限公司、Marafiq Red Sea for Energy Company、乡城县鸿能电力有限责任公司等款项因企业破产重整、预计无法收回及诉讼等因素大额计提坏账所致；期末前五大其他应收款账面余额占比 24.54%，计提坏账 3.00 亿元，其中应收中电投伊犁能源化工有限责任公司的 4 至 5 年往来款 34.72 亿元及内蒙古蒙仑能源管理有限公司 3 至 4 年的往来款 13.36 亿元。公司预付款项主要是尚未办理结算的支付给供应商或工程承包方的设备款、工程款以及预付的煤炭采购款等，逐年增加，主要集中在 1 年以内（含 1 年）；存货主要是原材料、自制半成品及在产品，有所波动，2022 年末随着原材料及合同履约成本下降而同比有所降低，期末计提跌价准备 6.88 亿元，同比小幅下降；其他流动资产主要是未抵扣进项税和委托贷款（短期），有所波动，2022 年末同比小幅下降，其中委托贷款（短期）大幅增至 88.42 亿元，未抵扣进税项降至 164.10 亿元；一年内到期的非流动资产主要为一年内到期的长期应收款、委托贷款和债权投资等，逐年下降。截至 2023 年 9 月末，公司货币资金、应收账款、预付款项及其他流动资产均较 2022 年末大幅增长，存货较 2022 年末有所增加，其他应收款、应收票据及衍生金融资产均较 2022 年末有所下降。

公司非流动资产主要为固定资产及在建工程等,其中固定资产、在建工程及无形资产等计提减值规模较大。2020～2022 年末，随着在建项目完工转固，公司以发电及相关设备、房屋及建筑物等为主的固定资产保持增长,2022 年末累计折旧 4,137.30 亿元,同比有所增长,期末减值准备合计 205.33 亿元，同比继续增长，主要是机器设备计提减值，后续仍存在因机组关停等综合因素带来的减值计提风险，同期，暂时闲置部分账面价值 17.41 亿元，计提减值比例较高，未办妥产权证的固定资产 74.34 亿元。公司在建工程要包括压水堆示范工程项目、海阳核电二期工程、密松水电站大型基建项目及夏日哈木镍钴矿采选项目等，受项目建设推进及投产转固情况等影响有所波动，2022 年末同比有所下降，因评估减值、项目核销/停止等因素累计计提减值 26.49 亿元，同比有所增加，未来仍面临因政策及市场环境变化，资源不满足项目储备要求、项目不具备开发条件、停建、核销或终止等综合因素影响造成的减值风险。2020～2022 年末，公司长期应收款波动明显，2022 年末由于融资租赁款大幅减少而明显下降；长期股权投资由于对电投融和新能源发展有限公司、GNA 项目等联营合营企业追加投资而保持增长；无形资产主要是土地使用权、特许经营权及软件等，持续增长，2022 年末由于特许经营权及其他等计提减值增加，累计计提减值大幅增至 24.56 亿元。截至 2023 年 9 月末，公司在建工程、债权投资与发放贷款及垫款均较 2022 年末有所增长，长期应收款较 2022 年末明显下降，其他主要非流动资产科目较 2022 年末无明显变化。

从资产运营效率来看，公司存货周转效率有所波动，2022 年，公司存货周转天数为 28.35 天，

周转天数小幅增加；应收账款周转效率因新能源发电机组占比提升且可再生能源补贴款到账延迟等而持续下降，2022 年应收账款周转天数为 93.44 天。2023 年 1～9 月，公司存货周转天数及应收账款周转天数分别为 28.86 天和 111.22 天。

截至 2022 末，公司受限资产规模持续降低，其占总资产及净资产的比重分别为 5.31%和 17.65%。其中以电费收费权及其项下收益为融资担保条件的受限应收账款占应收账款总额比重相对较高。

表 10　截至 2022 年末[15]公司受限资产情况（单位：亿元、%）

科目名称	受限部分账面价值	受限占各科目比重	受限原因
货币资金	57.44	16.07	央行法定准备金、汇票保证金、信用证保证金等
应收账款	299.36	29.29	质押贷款
固定资产	307.85	3.66	融资租入资产
在建工程	7.90	0.43	用于担保的资产
无形资产	11.90	2.15	用于担保的资产
使用权资产	34.02	17.72	融资租入资产
其他	121.57	-	质押
合计	**840.04**	**-**	**-**

数据来源：根据公司提供资料整理

（二）债务及资本结构

2020 年以来，公司负债规模持续增长，以非流动负债为主；资产负债率持续下降但仍处于较高水平，债务负担较重。

除自有资金外，公司主要通过长期借款等来满足项目建设的资金需要，2020 年以来，公司总负债规模持续增长，负债结构以非流动负债为主，且非流动负债占比持续增高。同期，资产负债率持续下降，但仍较高，债务负担较重。

公司流动负债主要由短期借款、应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债及其他流动负债等构成。2020～2022 年末，公司短期借款有所波动，以信用借款为主，其次为保证借款及质押借款；公司应付账款主要为应付设备和工程款，随着业务规模扩大而逐年明显增加，2022 年末账龄在 1 年以内（含 1 年）的占比较大，为 640.31 亿元，1～2 年（含 2 年）的应付账款为 165.46 亿元。同期，公司其他应付款主要是预留工程质量保证金、工程及设备款等其他应收款项，逐年大幅增长，2022 年末由于除预留工程质量保证金外的质保金和保证金等款项增加而同比大幅增长；一年内到期的非流动负债主要是一年内到期债券、借款、长期应付款及租赁负债等，随着到期债务变化而有所波动；其他流动负债主要包括短期应付债券等，因发行短期债券及到期债务偿付而波动较大。截至 2023 年 9 月末，公司一年内到期的非流动负债、其他流动负债与吸收存款及同业存放均较 2022 年末明显下降，短期借款较 2022 年末明显增长；其他主要流动负债科目较 2022 年末变化不大。

[15] 公司未提供截至 2023 年 9 月末受限资产情况。

表 11　2020～2022 年末及 2023 年 9 月末公司负债情况（单位：亿元、%）

项目	2023 年 9 月末		2022 年末		2021 年末		2020 年末	
	金额	占比	金额	占比	金额	占比	金额	占比
短期借款	2,106	17.59	1,670	15.10	1,568	14.23	1,589	16.15
应付账款	843	7.04	885	8.01	721	6.54	586	5.95
其他应付款	326	2.72	328	2.96	240	2.17	113	1.15
一年内到期的非流动负债	446	3.72	1,007	9.10	1,159	10.51	1,124	11.43
其他流动负债	157	1.31	364	3.29	664	6.03	597	6.06
流动负债合计	**4,314**	**36.02**	**4,651**	**42.06**	**4,655**	**42.24**	**4,380**	**44.52**
长期借款	5,970	49.85	4,548	41.13	4,506	40.89	3,793	38.56
应付债券	863	7.20	1,118	10.11	1,039	9.43	993	10.09
长期应付款	442	3.69	426	3.85	514	4.66	410	4.17
非流动负债合计	**7,661**	**63.98**	**6,407**	**57.94**	**6,364**	**57.76**	**5,458**	**55.48**
负债合计	**11,975**	**100.00**	**11,058**	**100.00**	**11,019**	**100.00**	**9,838**	**100.00**
短期有息债务	-	-	3,070	27.76	3,420	31.04	3,333	33.88
长期有息债务	-	-	6,069	54.88	6,039	54.80	5,172	52.57
总有息债务[16]	**-**	**-**	**9,138**	**82.64**	**9,459**	**85.84**	**8,505**	**86.45**
资产负债率		**69.09**		**69.91**		**73.74**		**74.25**

数据来源：根据公司提供资料整理

公司流动负债主要由短期借款、应付账款、其他应付款、一年内到期的非流动负债及其他流动负债等构成。2020～2022 年末，公司短期借款有所波动，以信用借款为主，其次为保证借款及质押借款；公司应付账款主要为应付设备和工程款，随着业务规模扩大而逐年明显增加，2022 年末账龄在 1 年以内（含 1 年）的占比较大，为 640.31 亿元，1～2 年（含 2 年）的应付账款为 165.46 亿元。同期，公司其他应付款主要是预留工程质量保证金、工程及设备款等其他应收款项，逐年大幅增长，2022 年末由于除预留工程质量保证金外的质保金和保证金等款项增加而同比大幅增长；一年内到期的非流动负债主要是一年内到期债券、借款、长期应付款及租赁负债等，随着到期债务变化而有所波动；其他流动负债主要包括短期应付债券等，因发行短期债券及到期债务偿付而波动较大。截至 2023 年 9 月末，公司一年内到期的非流动负债、其他流动负债与吸收存款及同业存放均较 2022 年末明显下降，短期借款较 2022 年末明显增长；其他主要流动负债科目较 2022 年末变化不大。

公司非流动负债以长期借款、应付债券及长期应付款为主。2020～2022 年末，随着项目建设融资需求增加，公司长期借款规模逐年增长，2022 年末，信用借款及质押借款分别为 2,073.31 亿元和 2,065.45 亿元。同期，应付债券主要为发行的中期票据、公司债券等，随着发行规模增加而逐年增长；长期应付款主要是以融资租赁款和政府采矿权价款及投资合伙企业借款等，有所波动，2022 年末同比有所下降。截至 2023 年 9 月末，公司长期借款因融资规模增长而较 2022 年末有所增长，应付债券因部分债券即将到期而较 2022 年末有所下降。

[16] （1）有息债务数据含应付票据，同时因公司未提供长期应付款（付息项），有息债务计算中长期应付款（付息项）采用不含专项应付款的长期应付款全额。

（2）2020～2022 年末及 2023 年 9 月末，公司永续债券计入其他权益工具分别为 1,101.46 亿元、1,150.95 亿元、1,277.00 亿元和 1,477.00 亿元，若计入有息债务，有息债务规模分别为 9,606.33 亿元、10,610.18 亿元、10,415.38 亿元和 10,976.66 亿元。公司未提供 2023 年 9 月末其他流动负债（付息项）、其他非流动负债（付息项）及不含专项应付款的长期应付款，故 2023 年 9 月末总有息债务数据不含上述数据。



2020～2022 年末，公司总有息债务[17]有所波动，规模较大且占总负债比重很高，债务结构以长期有息债务为主，短期有息债务规模较大，未来面临一定债务偿付压力。

2020～2022 年末，公司总有息债务有所波动但规模较大，总有息债务占总负债比重逐年下降但仍很高，2022 年末，公司总有息债务随着到期债务偿付同比有所下降，其中长期有息债务因债券、借款及融资租赁等融资规模增加同比略有增长，短期有息债务规模同比降低，短期有息债务占总有息债务比重为 33.59%。从债务结构来看，公司总有息债务以长期有息债务为主，但考虑到可用货币资金情况及短期债务规模较大，期末现金及现金等价物余额对短期有息债务覆盖度较低，公司面临一定债务偿付压力。

截至 2024 年 3 月 15 日，公司本部境内存续债券余额[18]为 2,559.78 亿元，若考虑债券赎回及回售等执行，未来一年内到期债券规模为 1,006.67 亿元，1～2 年到期规模为 1,166.00 亿元，面临一定短期偿付压力。

2022 年末，公司对外担保金额同比明显下降，主要是对参股企业及集团外部企业的担保，担保比率较低；公司存在多起未决诉讼，面临一定或有风险。

截至 2022 年末，公司对外担保规模为 13.56 亿元，同比明显下降，担保比率为 0.28%；其中对参股企业的融资担保余额为 10.54 亿元，含按股比担保金额 9.94 亿元；对集团外部企业的融资担保余额为 3.02 亿元。2022 年末因对外担保形成的预计负债规模为 5.60 亿元。截至 2023 年 6 月末，公司对外担保规模降至 12.30 亿元[19]，担保比率为 0.24%。

诉讼及其他或有事项方面，截至 2022 年末，公司合并范围子公司涉诉案件较多。其中下属子公司国家电投集团山西铝业有限公司作为被告与孟爱威的采矿权转让合同纠纷，涉案金额 1.50 亿元，原告撤诉但尚未进行最终判决；子公司国家电投集团四川电力有限公司因新增资本认购纠纷被理塘县能源开发有限公司起诉，涉案金额为 1.00 亿元，尚未进入实体审理阶段；国家电投集团山东能源发展有限公司被山东樱花谷旅游度假村有限公司起诉，案由被告擅自在原告开发的景区内新建柘山二期的 5 台风机及布设输电线路，对原告旅游度假村项目造成毁灭性影响，侵犯了原告的土地经营权，涉案金额 0.32 亿元，处于庭前调解阶段。2022 年末因未决诉讼计入预计负债规模为 2.65 亿元。

2020～2022 年末，公司所有者权益保持增长，其中少数股东权益及其他权益工具占比较高，未分配利润持续为负。

2020～2022 年末，公司所有者权益逐年增加，2022 年末为 4,760.14 亿元，其中实收资本无变化，为 350.00 亿元；资本公积逐年增长，2022 年末为 305.79 亿元，其中子公司引入战略投资者和发行类 REITS 等导致资本公积增加 16.95 亿元，国家电网有限公司无偿划转国能生物发电集团有限公司股权影响金额 34.55 亿元；其他权益工具为永续债券等，随发债规模增长而逐年明显增加，2022 年末为 1,277.00 亿元，占所有者权益比重 26.83%，占比较高，永续债到期赎回或将对公司所有者权益稳定性产生一定影响。公司归属于母公司所有者权益逐年增加，2022 年末为 1,865.55 亿元，占比为 39.19%，少数股东权益持续增长，2022 年末占所有者权益比重增至 60.81%，占比较高。同期，公司未分配利润持续为负且亏损额有所波动，2022 年亏损额同比有所减少，为 72.86 亿元，主要是本年度转入净利润及本期永续债利息支出等明显减少所致；未来利润分配及利息支付等情况将对其

---

[17] 公司未提供截至 2023 年 9 月末有息债务期限构成情况。

[18] 含交易商协会 ABN 和证监会主管 ABS。

[19] 数据取自国家电力投资集团有限公司公司债券中期报告（2023 年）。



产生一定影响。2023 年 9 月末，公司所有者权益为 5,356.99 亿元，较 2022 年末继续增长，其中其他权益工具继续增长，未分配利润仍为负值，为-20.96 亿元，少数股东权益继续增长，为 3,229.12 亿元，占比仍较高。

公司盈利对利息的保障能力持续提升；筹资性收入是主要的偿债来源之一，融资能力很强；公司资产主要为固定资产、在建工程、货币资金及应收类款项等，受限资产占比不高，可对公司债务偿还形成一定保障。

从盈利对利息的保障能力来看，公司 EBITDA 利息保障倍数持续提升，2022 年为 3.24 倍。

公司融资能力很强，融资渠道多元，信用类借款占比较高且银行授信规模较大，筹资性现金流入是公司主要的偿债来源之一，且公司拥有多家上市公司，具有一定资本市场融资能力。公司流动资产对流动负债的覆盖度持续提升，2023 年 9 月末流动比率及速动比率分别达到 0.87 倍和 0.81 倍，保障度一般。

公司资产主要为固定资产、在建工程、货币资金及应收类款项等，受限资产占比不高，可对公司债务偿还形成一定保障。2020 年以来，公司总负债规模持续增长，资产负债率持续下降，但处于较高水平；截至 2022 年末，总有息债务规模较大，占总负债比重很高，考虑到短期债务规模较大及未来融资需求较高，未来存在一定偿付压力。

（三）现金流

公司获现能力较强，2020 年以来，公司经营性现金流保持净流入，但净流入规模有所波动，2022 年经营性现金流对债务和利息的保障程度有所提升；投资性现金流持续净流出且规模较大；筹资性现金流保持净流入；在建及拟建项目规模较大，融资需求较高，公司未来存在一定资金支出压力。

公司电力业务现金获取能力较强，2020～2022 年，公司经营性现金流保持净流入，但净流入规模有所波动，2022 年由于经营性回款等增加，净流入规模同比有所增长；现金回笼率有所波动，2022 年为 99.58%，同比略有降低。同期，公司经营性净现金流对流动负债、总负债及利息的保障程度有所波动，2022 年同比均提升。公司投资性现金流持续净流出且由于项目建设等支出规模较高而维持较大规模，净流出规模有所波动。2023 年 1～9 月，公司经营性现金流净流入规模同比有所增长，主要是经营性回款及收到的其他与经营活动相关的现金增加所致；投资性现金流净流出规模同比大幅增长，主要是本期项目建设等支出以及支付的其他与投资活动相关的现金增加所致。

表 12　2020～2022 年及 2023 年 1～9 月公司现金流及偿债指标情况

项目	2023 年 1～9 月	2022 年	2021 年	2020 年
经营性净现金流（亿元）	543.35	690.24	434.41	550.63
投资性净现金流（亿元）	-872.29	-1,418.28	-1,355.67	-1,554.56
筹资性净现金流（亿元）	55.59	831.50	930.13	950.87
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	-	1.92	1.33	1.64
经营性净现金流/流动负债（%）	12.12	14.83	9.62	13.06
经营性净现金流/总负债（%）	4.72	6.25	4.17	5.83

数据来源：根据公司提供资料整理

截至 2022 年末，公司在建项目多为电厂建设，主要在建项目[20]7 个，预算总投资为 1,129.75 亿

[20] 公司 2022 年审计报告披露在建工程科目中重要在建工程 10 个，总预算金额 2,394.56 亿元，项目工程进度在 10%～89%区间，资金来源为贷款、自有资金。

元，已完成投资 424.4 亿元，除山东海阳核电项目 3、4 号机组和广东廉江核电一期工程项目外，其他项目集中在 2023 年及 2024 年完工，资金来源为贷款及自有资金；主要拟建项目 7 个，计划投资额为 745.56 亿元，2023 年计划投资额 104 亿元。整体来看，公司在建及拟建项目规模较大，融资需求较高，预计未来资本支出规模较大，存在一定资本支出压力。

2020～2022 年，公司筹资性现金流保持净流入且规模逐年下降。2023 年 1～9 月，公司筹资性现金流同比由大额净流出转为净流入。综合来看，公司经营性现金流可为投资支出提供一定支持，但投资支出规模较大，预计未来 1～2 年，随着公司在建项目的持续投入，公司融资将保持较大规模流入，是债务偿还的主要来源。

外部支持

公司是国务院国资委直属的大型综合性发电集团之一，在全国电力市场具有重要地位，可获得支持；同时公司电力业务中清洁能源规模较大，享有较多的税收优惠及政策补贴。

公司作为国务院国资委直属企业，由国务院国资委代表国务院履行出资人职责，为五家大型国有独资发电企业集团之一，其他四家分别为中国华能集团有限公司、中国华电集团有限公司、中国大唐集团有限公司和国家能源投资集团有限责任公司。公司资产规模雄厚，电力业务在资产总量、市场份额和技术水平等方面位居我国发电企业的前列，可获得支持。其中政府补助方面，公司政府补贴主要包括节能与环保补助、税收返还、供热补贴等，2022 年，公司获得其他收益中政府补助 9.81 亿元，同比有所减少，增值税返还 8.43 亿元，同比明显增加；计入营业外收入的政府补助 2.18 亿元，同比提升。

为了实现“碳达峰”、“碳中和”的目标，国家大力发展水电、核电、风电和太阳能等清洁能源，其中水电与核电作为最成熟的清洁能源类型，其发展获得大力支持；风力及太阳能发电行业快速发展，也受益于国家对可再生能源行业在优先消纳、各项税收优惠政策及费用摊销机制等方面的大力支持。公司电力业务中清洁能源运营及开发规模较大，享有较多的税收优惠及政策补贴，但风电及光伏发电等补贴需求的政策依赖性较强，易受政策变动影响。随着可再生能源平价上网及多边交易市场电价占比扩大，或者未来相关税收优惠政策或法律法规出现变化，或将对公司风电及光伏发电等新能源发电业务产生一定不利影响。

评级结论

综合分析，大公评定国家电投信用等级为 AAA，评级展望为稳定。评定本期票据信用等级为 AAA。

跟踪评级安排

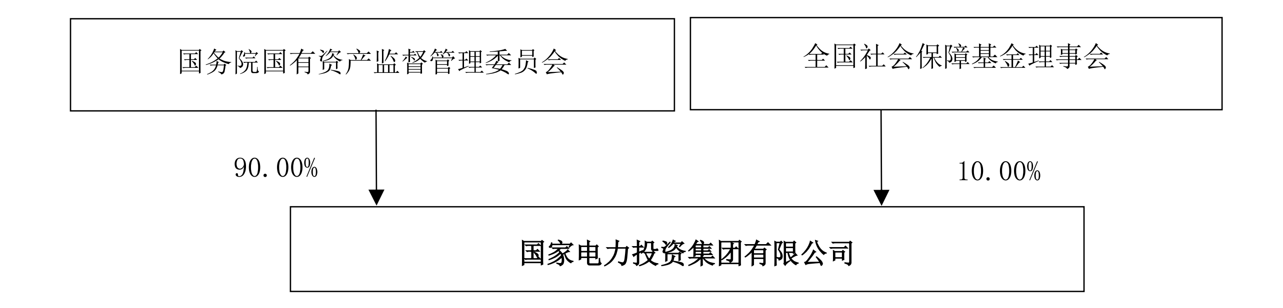
在本信用评级报告所载信用等级有效期内，大公国际资信评估有限公司（以下简称“大公”）将持续关注评级对象外部经营环境的变化、影响其经营或财务状况的重大事项以及评级对象履行债务的情况。

大公将在本期票据存续期内，在每年发债主体发布年度报告后 3 个月内出具一次定期跟踪评级报告。此外，大公将在发生可能影响评级对象信用质量的重大事项后，启动不定期跟踪评级程序，并在评级分析结束后，将跟踪评级报告和评级结果向评级对象、监管部门及监管部门要求的披露对象进行披露。

如评级对象不能及时提供跟踪评级所需资料，大公可采取公告延迟披露跟踪评级报告，或根据有关的公开信息资料进行分析并调整信用等级，或宣布评级报告所公布的信用等级暂时失效、终止评级等评级行动。

附件 1 公司治理

截至 2022 年末国家电力投资集团有限公司股权结构图及组织结构图



国家电力投资集团有限公司
纪检监察组
专家委员会
综合管理部
法人治理部（董事会办公室）
党建部（党组办公室）
战略规划部（政策研究室、专家委员会办公室）
人力资源部（党组组织部、离退休办公室）
计划与财务部
资本运营部
发展部
国际业务部
科技与创新部（新兴产业发展中心、重大科技专项办公室）
核能安全与发展部（核电重大专项办公室）
法律商务部
安全质量环保部
审计部
党组巡视办
宣传与群团部（工委办公室）

注：集团公司总部设置职能部门16个，其中核能部与中电核合署办公。

资料来源：根据公司提供资料整理



附件 2 经营指标

2-1 截至 2022 年末国家电力投资集团有限公司主要在建项目情况[21]

（单位：亿元）

项目名称	预算数	累计完成投资	预计完工时间	2023 年计划投资额
山东海阳核电项目 3、4 号机组	400.11	207	2027 年	45
广东廉江核电一期工程项目	388.89	56	2028 年	55
青海羊曲水电项目	170.60	98	2024 年	30
青海海南基地共和县 100 万千瓦光伏项目	61.25	20	2024 年	20
内蒙古通辽百万千瓦风电外送项目	59.59	24	2024 年	22
内蒙古公司锡盟阿巴嘎旗别力古台 500MW 风力发电项目	26.34	5.4	2023 年	17
辽宁锦州黑山 400MW 风电	22.97	14	2023 年	6
合计	**1,129.75**	**424.4**	-	**195**

数据来源：根据公司提供资料整理

2-2 截至 2022 年末国家电力投资集团有限公司主要拟建项目情况

（单位：亿元）

项目名称	项目类型	总投资	2023 年计划投资额
广西白龙核电项目	核电	368	13
吉林大安风光制氢合成氨一体化示范项目	新能源	59.56	25
内蒙古鄂尔多斯库布其 50 万千瓦风光制氢一体化示范项目	新能源	49	5
内蒙古达茂旗风光制氢与灵活化工一体化项目	新能源	36	6
内蒙古通辽开鲁生物医药开发区源网荷储一体化项目	新能源	35	15
广西钦州海上风电竞配 900MW 项目	新能源	130	26
山东半岛南 5 号海上风电一期 600MW 项目	新能源	68	14
合计	-	**745.56**	**104**

数据来源：根据公司提供资料整理

[21] 在建工程项目手续齐备，项目合法合规，符合国家对固定资产投资项目资本金比例的相关规定，且未涉及国发〔2009〕38 号文及国发〔2010〕7 号文中要求淘汰的过剩、落后产能。



附件 3 国家电力投资集团有限公司主要财务指标[22]

（单位：万元）

项目	2023 年 1～9 月（未经审计）	2022 年	2021 年（追溯调整）	2020 年（追溯调整）
货币资金	5,275,710	3,574,821	2,489,764	2,336,163
应收账款	13,382,090	10,222,097	8,641,454	6,720,158
固定资产	86,270,874	84,080,840	74,820,149	66,333,660
在建工程	21,898,494	18,406,206	20,002,745	19,719,247
总资产	173,318,016	158,179,590	149,429,920	132,492,240
总有息债务	-	91,383,771	94,592,344	85,048,674
负债合计	119,748,156	110,578,158	110,193,366	98,375,874
归属于母公司所有者权益合计	21,278,643	18,655,546	16,352,874	16,094,116
少数股东权益	32,291,217	28,945,887	22,883,680	18,022,250
所有者权益合计	53,569,860	47,601,432	39,236,554	34,116,366
营业收入	28,650,123	36,339,130	33,151,624	27,479,563
资产减值损失	27,616	567,271	843,441	767,611
投资收益	851,076	1,131,715	551,125	600,058
净利润	2,814,276	1,933,829	698,034	1,359,501
经营活动产生的现金流量净额	5,433,495	6,902,418	4,344,137	5,506,327
投资活动产生的现金流量净额	-8,722,858	-14,182,799	-13,556,729	-15,545,553
筹资活动产生的现金流量净额	555,858	8,315,024	9,301,278	9,508,674
毛利率（%）	20.96	20.38	19.88	24.11
营业利润率（%）	11.57	7.31	4.21	7.48
总资产报酬率（%）	-	3.74	2.86	3.80
净资产收益率（%）	5.25	4.06	1.78	3.98
资产负债率（%）	69.09	69.91	73.74	74.25
债务资本比率（%）	-	65.75	70.68	71.37
流动比率（倍）	0.87	0.67	0.60	0.54
速动比率（倍）	0.81	0.62	0.55	0.50
存货周转天数（天）	28.86	28.35	26.85	33.92
应收账款周转天数（天）	111.22	93.44	83.41	76.28
经营性净现金流/流动负债（%）	12.12	14.83	9.62	13.06
经营性净现金流/总负债（%）	4.72	6.25	4.17	5.83
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	-	1.92	1.33	1.64
EBIT 利息保障倍数（倍）	-	1.65	1.31	1.50
EBITDA[23]利息保障倍数（倍）	-	3.24	2.76	2.71
现金回笼率（%）	108.68	99.58	100.64	103.00
担保比率（%）	-	0.28	0.74	0.45

[22] 公司未提供 2023 年 1～9 月利息支出数据；且 2020～2021 年资本化利息支出及对外担保数据均来自于各年度审计报告，未进行追溯调整。

[23] EBITDA 计算包含使用权资产折旧。

附件 4 主要指标的计算公式

指标名称	计算公式
毛利率（%）	（1－营业成本/营业收入）× 100%
EBIT	利润总额＋计入财务费用的利息支出
EBITDA	EBIT＋折旧＋摊销
EBITDA 利润率（%）	EBITDA/营业收入×100%
总资产报酬率（%）	EBIT/年末资产总额×100%
净资产收益率（%）	净利润/年末净资产×100%
现金回笼率（%）	销售商品及提供劳务收到的现金/营业收入×100%
资产负债率（%）	负债总额/资产总额×100%
债务资本比率（%）	总有息债务/（总有息债务＋所有者权益）×100%
总有息债务	短期有息债务＋长期有息债务
短期有息债务	短期借款＋应付票据+其他流动负债（应付短期债券）＋ 一年内到期的非流动负债＋其他应付款（付息项）+其他短期有息债务
长期有息债务	长期借款＋应付债券+长期应付款（付息项）+其他长期有息债务
担保比率（%）	担保余额/所有者权益×100%
经营性净现金流/流动负债（%）	经营性现金流量净额/[（期初流动负债＋期末流动负债）/2]×100%
经营性净现金流/总负债（%）	经营性现金流量净额/[（期初负债总额＋期末负债总额）/2] ×100%
存货周转天数[24]	360 /（营业成本/年初末平均存货）
应收账款周转天数[25]	360 /(营业收入/年初末平均应收账款）
流动比率	流动资产/流动负债
速动比率	（流动资产-存货）/ 流动负债
现金比率（%）	（货币资金＋交易性金融资产）/ 流动负债×100%
扣非净利润	净利润-公允价值变动收益-投资收益-汇兑收益-资产处置收益-其他收益-（营业外收入-营业外支出）
可变现资产	总资产-在建工程-开发支出-商誉-长期待摊费用-递延所得税资产
EBIT 利息保障倍数（倍）	EBIT /（计入财务费用的利息支出＋资本化利息）
EBITDA 利息保障倍数（倍）	EBITDA /（计入财务费用的利息支出＋资本化利息）
经营性净现金流利息保障倍数（倍）	经营性现金流量净额 /（计入财务费用的利息支出＋资本化利息）

[24] 前三季度取 270 天。

[25] 前三季度取 270 天。

附件5 信用等级符号和定义

5-1 一般主体评级信用等级符号及定义

信用等级		定义
AAA		偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低。
AA		偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低。
A		偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低。
BBB		偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般。
BB		偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险。
B		偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高。
CCC		偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高。
CC		在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务。
C		不能偿还债务。
展望	正面	存在有利因素，一般情况下，信用等级上调的可能性较大。
	稳定	信用状况稳定，一般情况下，信用等级调整的可能性不大。
	负面	存在不利因素，一般情况下，信用等级下调的可能性较大。

注：除AAA级、CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。

5-2 中长期债项信用等级符号及定义

信用等级	定义
AAA	偿还债务的能力极强，基本不受不利经济环境的影响，违约风险极低。
AA	偿还债务的能力很强，受不利经济环境的影响不大，违约风险很低。
A	偿还债务能力较强，较易受不利经济环境的影响，违约风险较低。
BBB	偿还债务能力一般，受不利经济环境影响较大，违约风险一般。
BB	偿还债务能力较弱，受不利经济环境影响很大，有较高违约风险。
B	偿还债务的能力较大地依赖于良好的经济环境，违约风险很高。
CCC	偿还债务的能力极度依赖于良好的经济环境，违约风险极高。
CC	在破产或重组时可获得保护较小，基本不能保证偿还债务。
C	不能偿还债务。

注：除AAA级、CCC级（含）以下等级外，每一个信用等级可用“+”、“-”符号进行微调，表示略高或略低于本等级。